БЪЛГАРСКА ВЕТРОЕНЕРГИЙНА АСОЦИАЦИЯ
+ 359 88 920 68 22
INFO@BGWEA.EU
WWW.BGWEA.EU
УЛ. ХРИСТО БЕЛЧЕВ 21, СОФИЯ 1000

НА ВНИМАНИЕТО НА: **Изх. №: 089 / 03.11.2026 г.**

Г-Н ПЛАМЕН МЛАДЕНОВСКИ
ПРЕДСЕДАТЕЛ
КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

ОТНОСНО: Одобряване на План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2026 - 2035 г. на „ЕСО“ ЕАД

УВАЖАЕМИ Г-Н МЛАДЕНОВСКИ,

Българска ветроенергийна асоциация (БГВЕА) подкрепя развитието и модернизацията на електропреносната мрежа и оценява усилията на ЕСО ЕАД за осигуряване на надеждната и сигурна работа на електроенергийната система. В продължение на предложенията, представени от БГВЕА в рамките на проведените обществени консултации, с настоящото становище обръщаме внимание на редица въпроси, които според нас изискват допълнителен анализ, обосновка и прецизиране на Десетгодишния план за развитие на електропреносната мрежа за периода 2026–2035 г.

Считаме, че установените несъответствия и недостатъчно обосновани допускания са съществени за качеството на дългосрочното мрежово планиране и за създаването на необходимите инфраструктурни предпоставки за изпълнение на националните енергийни и климатични цели. Поради това предлагаме КЕВР, в рамките на правомощията си по чл. 51, параграф 5 от Директива (ЕС) 2019/944 и чл. 81г от Закона за енергетиката, да изиска от ЕСО ЕАД преработване и допълване на Плана по изложените по-долу въпроси, както и мотивирано разглеждане на направените предложения, преди окончателното му одобряване. Целта е да се осигури прозрачен, последователен и технически обоснован подход към развитието на електропреносната инфраструктура, съобразен както със сигурността на електроенергийната система, така и с бъдещите потребности на нейните ползватели.

I. Несъответствие със заложените в ИНПЕК стратегически цели за развитие на вятърна енергия

Считаме за необходимо да подчертаем, че основното предназначение на Десетгодишния план за развитие на електропреносната мрежа е да осигурява своевременно и икономически обосновано планиране на инфраструктурата, необходима за посрещане на бъдещите потребности на електроенергийната система, включително за изпълнение на националните цели по ИНПЕК. Това следва както от чл. 51 от Директива (ЕС) 2019/944 и чл. 81г от Закона за енергетиката, така и от чл. 28, ал. 1 от ЗЕВИ, който изрично обвързва инвестиционните програми на мрежовите оператори с изпълнението на целите и мерките по ИНПЕК. В този смисъл Десетгодишният план следва да установява необходимото развитие на мрежата въз основа на обосновани прогнози за бъдещото производство и потребление, като обхваща и потребностите отвъд вече договорените присъединявания.

Въпреки горното, БГВЕА отчита сериозно несъответствие между заложените в ИНПЕК цели за вятърна енергия и предвидените в Плана едва 747 MW вятърни електрически централи (ВяЕЦ) до 2035 г. Съгласно целите по ИНПЕК, представени в таблица 3.3 на Плана, към 2035 г. вятърните мощности следва да достигнат общо 4431 MW, от които 2720 MW наземни. При предвидените 747 MW нови мощности общият инсталиран вятърен капацитет би достигнал 1463 MW. Тази стойност е значително

БЪЛГАРСКА ВЕТРОЕНЕРГИЙНА АСОЦИАЦИЯ
+ 359 88 920 68 22
INFO@BGWEA.EU
WWW.BGWEA.EU
УЛ. ХРИСТО БЕЛЧЕВ 21, СОФИЯ 1000

под целта само за наземната вятърна енергия и приблизително три пъти по-ниска от общата цел за наземни и офшорни мощности.

Разминаването се задълбочава при разглеждане на структурата на предвидените нови мощности. Съгласно таблици 3.1 и 3.2 за периода 2026–2035 г. са планирани 7452 MW нови ФЕЦ и 7610 MW нови съоръжения за съхранение срещу 747 MW нови ВяЕЦ. След 2030 г. са предвидени едва по 3 MW нови вятърни мощности годишно, което означава практически преустановяване на същественото развитие на сектора през последните пет години от плановия период. Подобна прогноза изисква конкретна обосновка предвид националните цели и заявения инвестиционен интерес.

Тази структура следва да бъде оценена и спрямо потребностите на системата в критични периоди. В таблица 4.1 при разглеждания режим на максимален зимен товар към 2035 г. приносът на 13 436 MW ФЕЦ е приет за нулев, а този на близо 8,8 GW съоръжения за съхранение — за 900 MW. Тези допускания показват необходимостта да се анализира не само общата инсталирана мощност, но и нейният очакван принос в конкретните часове на високо потребление.

Член 51, пар. 5 от Директива (ЕС) 2019/944 изрично предвижда компетентните национални органи да проучват съответствието на Десетгодишните планове с националните планове в областта на енергетиката и климата. Самото включване на мощности по ИНПЕК в прогнозните енергийни и мощностни баланси не е достатъчно, ако не е придружено от оценка и планиране на инфраструктурата, необходима за тяхното присъединяване и интегриране.

С оглед на изложеното, предлагаме преди приемането на Плана КЕВР да изиска от ЕСО ЕАД:

- да представи изрична оценка доколко планираните мрежови инвестиции осигуряват техническите предпоставки за изпълнение на целите по ИНПЕК за вятърна енергия до 2035 г., с ясно разграничаване на наземните и офшорните мощности;
- да разработи алтернативен сценарий с по-балансирана структура на производствените мощности и развитие на вятърната енергия, съответстващо на целите по ИНПЕК;
- да сравни сценариите по отношение на сигурността на снабдяването през зимния период, очакваните обеми на ограничаване на производството, възможностите за зареждане на съоръженията за съхранение извън слънчевите часове и натоварването на мрежовата инфраструктура;
- въз основа на резултатите да идентифицира необходимите допълнителни мрежови инвестиции, приоритетите и сроковете за тяхната реализация, включително в районите с висок вятърен потенциал.

II. Отчитане на инвестиционните намерения и изпълнение на нормативните изисквания за консултации при разработването на Десетгодишния план

Считаме за необходимо да бъде преразгледан подходът към събиране, оценяване и използване на информацията за бъдещите производствени мощности при разработването на Десетгодишния план. Според нас недостатъчното отчитане на инвестиционните намерения е една от основните причини за същественото разминаване между прогнозните вятърни мощности в Плана и националните цели по ИНПЕК.

Съгласно чл. 51, параграфи 1, 4 и 5 от Директива (ЕС) 2019/944 и чл. 81г от Закона за енергетиката десетгодишното планиране следва да отчита прогнозното развитие на производството и потреблението, включително инвестиционните потребности, установени чрез консултациите с

БЪЛГАРСКА ВЕТРОЕНЕРГИЙНА АСОЦИАЦИЯ
+ 359 88 920 68 22
INFO@BGWEA.EU
WWW.BGWEA.EU
УЛ. ХРИСТО БЕЛЧЕВ 21, СОФИЯ 1000

настоящите и потенциалните ползватели на мрежата. Още по-конкретен е чл. 12 от Правилата за управление на електроенергийната система, който изрично предвижда отчитане на заявени, договорени или планирани нови производствени мощности. Следователно нормативната рамка не ограничава дългосрочното мрежово планиране единствено до проекти със сключени договори за присъединяване. Подобно ограничение би обезсмислило до голяма степен и задължителните консултации, тъй като ЕСО вече разполага с информация за договорите, по които е страна.

В рамките на предварителните консултации БГВЕА представи становище с изх. № 0015/17.04.2026 г., както и предоставена по искане на ЕСО обобщена информация за над 6000 MW вятърни проекти в различен етап на развитие. Тази информация не е отразена в отделен перспективен сценарий, като в отговора си ЕСО се позовава на липсата на сключени предварителни или окончателни договори за присъединяване. В този контекст считаме, че **ограничаването на прогнозното развитие на производствените мощности до проекти със сключени предварителни или окончателни договори за присъединяване не би било съответстващо на цялостната нормативна рамка за дългосрочно мрежово планиране. Още повече, че ЕСО ЕАД разполага с информация за сключените договори за присъединяване в качеството си на страна по тях. Смисълът на предвидените в европейското и националното законодателство консултации с потенциалните ползватели е именно да бъде събрана и оценена допълнителна информация за бъдещи инвестиции, която надхвърля вече потвърдените договорни ангажименти. Затова БГВЕА настоява тази информация да бъде разгледана по същество от ЕСО ЕАД, като при необходимост бъдат изискани допълнителни данни за инвестиционната готовност, териториалното разположение и предвидените срокове за реализация на проектите.

Допълнително следва да се отчете, че използването на сключени предварителни договори за присъединяване като основен критерий за определяне на необходимостта от бъдещо развитие на електропреносната мрежа влиза в противоречие със самата логика на стратегическото инфраструктурно планиране. Предварителният договор за присъединяване е инструмент за осигуряване на бъдещ достъп до мрежата за конкретен инвестиционен проект, а не инструмент за прогнозиране на развитието на електроенергийната система в десетгодишен хоризонт. Ако развитието на мрежата се базира единствено на вече сключени предварителни договори, това би означавало мрежовото планиране винаги да следва пазара със закъснение от няколко години вместо да създава условия за неговото развитие.

Този подход създава и порочен цикъл: инвеститорите не могат да поемат ангажимент за подписване на предварителни договори поради липсата на яснота относно необходимите мрежови инвестиции, сроковете за тяхното изпълнение и разходите за присъединяване, а същевременно липсата на такива договори се използва като аргумент за отсъствие на потребност от нова инфраструктура. В резултат мрежовото развитие се превръща от предпоставка за осъществяване на инвестициите в ограничение пред тях. Проблемът се задълбочава от продължителните срокове за изграждане на нова електропреносна инфраструктура, които по данни на Европейската комисия са средно около 10 години. Ако необходимите мрежови инвестиции започнат да се планират едва след достигането на определена готовност на производствените проекти, възниква риск инфраструктурата да не бъде налична в необходимите срокове.

Именно затова Европейската комисия насърчава т.нар. *anticipatory investments* — изпреварващи инвестиции, основани на обосновани бъдещи потребности, надхвърлящи вече подадените заявления за присъединяване. Този принцип е заложен в Насоките на Европейската комисия C/2025/3179 и е

БЪЛГАРСКА ВЕТРОЕНЕРГИЙНА АСОЦИАЦИЯ
+ 359 88 920 68 22
INFO@BGWEA.EU
WWW.BGWEA.EU
УЛ. ХРИСТО БЕЛЧЕВ 21, СОФИЯ 1000

развит в предложения Европейски пакет за мрежите. В съответствие с европейската нормативна рамка и принципите на дългосрочното мрежово планиране прогнозните сценарии следва да се основават на съвкупна оценка на националните енергийни и климатични цели, пазарните анализи, обоснованите инвестиционни намерения, регионалното развитие на производството и очакваното потребление, а не единствено на вече договорени проекти.

Този подход поставя и принципен въпрос за съпоставимостта на критериите, прилагани към различните производствени технологии. В Плана са разгледани конкретни решения за развитие на електропреносната инфраструктура, свързани с бъдещите ядрени мощности на площадката на АЕЦ „Козлодуй“ и новите ПАВЕЦ на НЕК, които също са в процес на инвестиционно развитие. Особено показателен е примерът с ПАВЕЦ „Равногор“, за чието присъединяване е предвидена инфраструктура 400 kV, въпреки че проектът не е изрично посочен като самостоятелен обект в актуализирания ИНПЕК. Не оспорваме необходимостта от перспективно планиране за тези мощности — напротив, считаме, че същият подход следва да бъде прилаган последователно и към обоснованите инвестиционни намерения за вятърни електроцентрали.

Разбира се, законът не задължава ЕСО да приема всяко инвестиционно намерение като сигурна бъдеща мощност, нито предоставя автоматично право на резервиране на мрежов капацитет. Той обаче дава основания да се изисква тези намерения да бъдат оценявани по обективни, прозрачни и съпоставими критерии и изисква бъдещите инвестиционни потребности да бъдат разглеждани по същество, а не изключвани единствено поради липсата на договор за присъединяване. Още повече, чл. 51, параграф 5 от Директивата регулаторният орган проучва дали Десетгодишният план обхваща всички инвестиционни потребности, установени в процеса на консултациите, и разполага с правомощие да изисква изменения на Плана

Предлагаме КЕВР да изиска от ЕСО представяне на използваната методология за оценка на инвестиционните намерения, тъй като наблюдаваме непоследователен подход и смесване на договорени присъединявания, инвестиционни намерения и националните цели по ИНПЕК. Необходимо е също да бъдат представени мотиви за неотчитането на информацията, предоставена от БГВЕА, и да бъде разработен допълнителен перспективен сценарий за развитие на вятърната енергия, въз основа на който да се оценят бъдещите потребности от електропреносна инфраструктура.

III. Необходимост от единна, пълна и проследима информация за инвестиционната програма

От извършената съпоставка между Десетгодишния план за развитие и доклада на работната група на КЕВР се установяват непълноти и несъответствия в представянето на инвестиционната програма, които затрудняват проследяването на предвидените инфраструктурни проекти, техния технически обхват, срокове за изпълнение и очакван принос за развитието на електропреносната мрежа.

Значителна част от инвестициите за реконструкция на съществуващите електропроводи от 220 kV и преминаването им към ниво 400 kV са включени в подробната инвестиционна програма, представена в доклада, но не са изрично посочени и описани като самостоятелни обекти в Десетгодишния план. Такива са например реконструкциите на електропроводите „Константиново“, „Овчарица“, „Вит“ и „Дрязки“. При други обекти, включително електропроводите „Шипка“, „Янтра“, „Тича“ и „Волов/Коларов“, информацията е представена с различна степен на детайлност, което затруднява еднозначното съпоставяне на предвидените дейности. Аналогични разминавания се наблюдават и при

БЪЛГАРСКА ВЕТРОЕНЕРГИЙНА АСОЦИАЦИЯ
+ 359 88 920 68 22
INFO@BGWEA.EU
WWW.BGWEA.EU
УЛ. ХРИСТО БЕЛЧЕВ 21, СОФИЯ 1000

подстанциите. Например в подробната инвестиционна програма фигурират новите подстанции „Чудомир 2“, „Твърдица 2“ и „Образцов чифлик 2“, които не са изрично посочени сред основните инвестиции в раздел 6 на Плана. При подстанция „Мадара 2“, предвидена за периода 2025–2029 г., е необходимо да се изясни взаимовръзката със съществуващата подстанция „Мадара“, включително обхватът на дейностите по разкъсване на електропровод „Отечество“ и необходимите условия за въвеждане на новия обект в експлоатация. За „Образцов чифлик“ основният текст предвижда реконструкция на съществуваща подстанция, докато инвестиционният списък посочва изграждането на нов обект „Образцов чифлик 2“, без да е изяснена взаимовръзката между двете дейности.

Особено съществена е липсата на цялостно представяне на проекта GREENABLER, който е сред ключовите инфраструктурни инвестиции, предвидени в ИНПЕК. Проектът е с обща прогнозна стойност около 857 млн. евро и цели да осигури техническа възможност за присъединяване на приблизително 4500 MW нови ВЕИ мощности. Той включва реконструкция на около 720 km електропроводи от 220 kV на 400 kV и прилежащата им подстанционна инфраструктура, както и втора група инвестиции, обхващаща електропровод „Хемус – Стара планина“, реконструкция на 888 km електропроводи 110 kV и удвояване на още 92 km електропроводи 110 kV.

Въпреки стратегическото значение и мащаба на GREENABLER, проектът не е представен като самостоятелна инвестиционна програма в Десетгодишния план, за разлика от CARMEN. При това на 3 декември 2025 г. МОСВ е издало Решение по ОВОС № 3-3/2025 г. за инвестиционното предложение, свързано с реконструкцията на мрежата от 220 kV към 400 kV в рамките на GREENABLER. Част от предвидените инфраструктурни обекти, като електропроводите „Камчия“ и „Хемус – Стара планина“, не могат да бъдат идентифицирани нито в основния План, нито в подробния инвестиционен списък към доклада на КЕВР. За други електропроводи са предвидени реконструкции, но не е ясно дали и кога те ще доведат до действително преминаване към експлоатация на 400 kV. Тези разминавания поставят въпроса кои дейности по GREENABLER са включени в инвестиционната програма за периода 2026–2035 г., кои са отложени или изменени и в какви срокове се предвижда тяхното реализиране.

Допълнителен аргумент за необходимостта от актуализиране и допълване на инвестиционната програма е обстоятелството, че информация за GREENABLER, както и за други инфраструктурни проекти и инвестиционни намерения на ЕСО ЕАД, е публично оповестена в междинния консолидиран финансов отчет и доклада за дейността към 30 юни 2026 г. (https://www.eso.bg/fileObj.php?oid=6016). Наред с това на официалния сайт на оператора е публикувана карта (https://webapps.eso.bg/joining/public/map/) с информация за присъединяването и развитието на мрежата, а по отделни инфраструктурни обекти вече са инициирани инвестиционни процедури. Тези публично достъпни източници следва да бъдат съпоставени с Десетгодишния план, като всички проекти, за които са предприети конкретни действия по подготовка или реализация, бъдат надлежно отразени с актуалния им статут, технически обхват и прогнозни срокове.

Необходима е по-пълна информация и за изпълнението на инвестиция C4.I4 „Цифрова трансформация на електропреносната мрежа“, предвидена в ИНПЕК и Националния план за възстановяване и устойчивост. Въпреки че инвестицията е спомената в раздел 8.2.1 на Плана, липсва цялостна оценка на изпълнението и постигнатите резултати. Особено важно е да бъде отчетено изпълнението на заложените показатели за осигуряване на технически условия за интегриране на най-малко 4500 MW нови ВЕИ мощности и увеличаване на нетния трансграничен преносен капацитет с най-малко 1200 MW. Следва да бъде изяснено как тези резултати са отчетени при прогнозите за развитието на производствените мощности и планирането на необходимата инфраструктура, включително как се съотнасят към очаквания ефект от GREENABLER, без да се допуска двойно отчитане на капацитет.

БЪЛГАРСКА ВЕТРОЕНЕРГИЙНА АСОЦИАЦИЯ
+ 359 88 920 68 22
INFO@BGWEA.EU
WWW.BGWEA.EU
УЛ. ХРИСТО БЕЛЧЕВ 21, СОФИЯ 1000

Подчертаваме, че предмет на одобряване от КЕВР е самият Десетгодишен план, поради което именно той следва да съдържа пълна, последователна и проверима информация за предвиденото развитие на електропреносната мрежа. Подробният инвестиционен списък в доклада на работната група не следва да замества представянето на съответните проекти в одобрявания План или неговите приложения. Различията между документите и липсата на единна информация за отделните инвестиции не позволяват да се установи с необходимата яснота кои инфраструктурни обекти действително са включени в Плана, в какви срокове ще бъдат реализирани и доколко ще осигурят необходимия капацитет за бъдещото развитие на производствените мощности съгласно ИНПЕК.

Настояваме установените непълноти и разминавания да бъдат отстранени преди окончателното одобряване на Десетгодишния план и предлагаме КЕВР да изиска от ЕСО ЕАД преработване на инвестиционната част на Плана, включително чрез изготвяне на единно приложение, обхващащо всички съществени инфраструктурни проекти, с посочване на техните наименования, начални и крайни точки, проектно и експлоатационно напрежение, технически обхват, етапи и срокове за реализация, източници на финансиране и очакван принос към преносната способност и капацитета за присъединяване на нови мощности. Подробна информация е представена в Приложение 1. Към настоящия документ.

IV. Количествена оценка на капацитета за присъединяване и възможности за по-ефективното му използване

На стр. 27 от Плана ЕСО посочва, че сключените договори за присъединяване са изчерпали преносните възможности на съществуващата мрежа във всички райони. При такова ограничение за потенциалните инвеститори е съществено да знаят къде, кога и при какви условия развитието на мрежата ще позволи нови присъединявания. Общото описание на предвидените съоръжения не осигурява достатъчна предвидимост, ако не е придружено от количествена оценка на допълнителния капацитет, който ще бъде създаден.

Наред с необходимостта от нови мрежови инвестиции следва да бъдат оценени и възможностите за по-ефективно използване на вече договорения капацитет чрез хибридни обекти. В Плана липсва анализ на възможностите за хибридизация на вече присъединени производствени мощности, въпреки че последните изменения в Наредба № 6 създадоха възможност за изграждане на несамостоятелни обекти към съществуващи електроцентрали при използване на същата предоставена мощност и същата точка на присъединяване. Този механизъм има потенциал съществено да намали необходимостта от нова присъединителна инфраструктура и едновременно с това да подобри използването на вече изградения мрежов капацитет. Въпреки това в Плана не се съдържа информация на кои възли от електропреносната мрежа, на кои нива на напрежение и в какви обеми съществуват технически възможности за подобна хибридизация.

Особено важно е да се отчете, че хибридизацията не се изчерпва с комбинацията между фотоволтаични централи и батерийни системи. Значително по-висока системна полза може да бъде постигната чрез комбиниране на технологии с различни производствени профили, например вятърни и фотоволтаични централи, вятърни централи и батерии, биомаса и ВЕИ, както и други технологични комбинации. По този начин се постига естествено изглаждане на производствените криви, по-добро използване на мрежовата инфраструктура и ограничаване на пиковите натоварвания на системата.

Считаме, че КЕВР следва да изиска от ЕСО ЕАД публикуване на информация за техническите възможности за хибридизация по райони, точки на присъединяване и нива на напрежение,

БЪЛГАРСКА ВЕТРОЕНЕРГИЙНА АСОЦИАЦИЯ
+ 359 88 920 68 22
INFO@BGWEA.EU
WWW.BGWEA.EU
УЛ. ХРИСТО БЕЛЧЕВ 21, СОФИЯ 1000

включително ориентировъчни мощности, които могат да бъдат интегрирани без необходимост от значителни допълнителни мрежови инвестиции. Подобна информация би подпомогнала както инвеститорите, така и изпълнението на основната цел на Плана - постигане на по-балансирана, гъвкава и ефективно използвана електроенергийна система. Резултатите от тези оценки следва да бъдат отчетени при определяне на обхвата, последователността и приоритетите на мрежовите инвестиции.

V. Отчитане на потенциала за репауъринг на съществуващите вятърни централи

При планирането на бъдещото развитие на електропреносната мрежа следва да бъде отчетен и потенциалът за обновяване и подмяна на съществуващите вятърни мощности — репауъринг. Значителна част от действащите вятърни паркове са изградени през периода 2008–2012 г. и са съсредоточени в Североизточна България, в зоната с най-висок вятърен потенциал и с вече изградено обществено приемане и инфраструктура.

Подмяната им със съвременни турбини може многократно да увеличи инсталираната мощност и производството на същите площадки, при значително по-малка нужда от нови терени, а Директива (ЕС) 2023/2413 предвижда ускорени процедури за репауъринг. Поради това в обхвата на Десетгодишния план следва да бъдат разгледани възможностите за тяхното технологично обновяване и произтичащите от него мрежови потребности.

В тази връзка предлагаме КЕВР да изиска от ЕСО ЕАД да включи в Плана сценарий за репауъринг на съществуващите вятърни паркове, с оценка на допълнителния капацитет, необходим в подстанциите, към които са присъединени съществуващите ВяЕЦ, и на необходимите мрежови инвестиции. БГВЕА може да съдейства чрез предоставяне на обобщена информация за намеренията на своите членове.

VI. Необходимост от прозрачна методология за определяне на разходите за присъединяване

В Плана липсва анализ на връзката между развитието на електропреносната мрежа и условията за присъединяване на нови производствени мощности. Независимо че са предвидени значителни инвестиции в реконструкция и изграждане на нови електропроводи и подстанции, от документа не става ясно кои от тези инвестиции се разглеждат като част от развитието на обществената инфраструктура и кои биха били възлагани изцяло или частично на бъдещите инвеститори чрез договорите за присъединяване.

Проблемът е особено съществен предвид факта, че именно липсата на предвидимост относно разходите за присъединяване е една от основните причини за ограниченото сключване на нови предварителни договори. За голяма част от инвеститорите размерът и методът за определяне на необходимите мрежови инвестиции представляват най-значимият фактор при оценката на икономическата жизнеспособност на проекта.

В тази връзка считаме, че КЕВР следва да изиска от ЕСО ЕАД разработване и публикуване на прозрачна, обективна и предварително приложима методология за определяне на разходите за присъединяване, включително ясно разграничаване между:

- разходи за развитие на електропреносната система от обществен интерес;
- разходи за конкретна присъединителна инфраструктура;
- разходи, които могат да бъдат споделяни между няколко инвеститора;

БЪЛГАРСКА ВЕТРОЕНЕРГИЙНА АСОЦИАЦИЯ
+ 359 88 920 68 22
INFO@BGWEA.EU
WWW.BGWEA.EU
УЛ. ХРИСТО БЕЛЧЕВ 21, СОФИЯ 1000

· разходи, които остават за сметка на оператора като част от изпълнението на Десетгодишния план.

Без подобна методология липсва реална възможност за оценяване на инвестиционния риск и за формиране на достоверна прогноза за бъдещия интерес към присъединяване на нови производствени мощности.

VII. Отчитане на техническите възможности на съвременните вятърни централи

В Плана са направени редица категорични заключения и общи изводи относно ограниченията на несинхронните генериращи технологии. Считаме, че те следва да бъдат прецизирани с оглед на съвременните технически решения и възможностите, предвидени в Регламент (ЕС) 2016/631 и факта, че голяма част от необходимите за стабилността на системата функции вече могат да бъдат предоставяни и от новите вятърни паркове.

Стабилността на съвременната електроенергийна система не се определя от наличието на конкретна технология, а от способността на различните технологии да осигуряват необходимите функции за надеждната работа на мрежата и от създаването на условия техните технически възможности да бъдат пълноценно използвани.

Съвременните вятърни турбини практически без изключение вече са от най-способното поколение, което дава най-широки възможности за системни услуги. Практически всички нови вятърни паркове притежават техническата способност за честотна реакция, регулиране на напрежение и ограничаване на мощността, защото това е условие за присъединяване. Въпреки че почти всички действащи паркове в България са изградени в периода 2008–2012 г., значителна част от машините са тип C/D . Въпреки разликите във възможностите им за предоставяне на системни услуги в зависимост от конкретната технология и оборудване, голяма част от съществуващите мощности могат още днес да предоставят допълнителни функции чрез актуализация на управлението, SCADA системите, настройки на преобразувателите или хибридизация с батерии.

Настояваме заключенията в Плана относно рисковете за системната сигурност да бъдат прецизирани въз основа на конкретни моделирани режими, доказани технически ограничения и възможните мерки за тяхното преодоляване, вместо да се формулират като общи технологични недостатъци на вятърните електроцентрали. Паралелно с това следва да се развиват ясни регулаторни, технически изисквания и технологично неутрални механизми за предоставяне на системни услуги, които да позволяват участието на всички ресурси, доказали необходимите способности. По този начин Планът ще отразява реалните възможности на съвременните технологии и ще осигурява по-обективна основа за планиране на необходимите мрежови инвестиции и мерки за системна сигурност.

VIII. Изясняване на прогнозите за производство от вятър

В рамките на общественото обсъждане беше повдигнат въпросът от членове на Комисията откъде идват заложените стойности в Таблица 4.7 Прогнозен брутен електроенергиен баланс, MWh от Плана и, по-конкретно, заложените стойности за производство от ВЯЕЦ в размер на 3 500 000 MWh към 2030 г. и 8 000 000 MWh към 2035 г. На стр. 15 от проекта е обяснено, че прогнозираното електропроизводство от ВЕИ се базира на заложените инсталирани мощности в ИНПЕК, но е съобразено със средностатистическото производство от последните години при нормални климатични условия.
В ИНПЕК са заложени вятърни мощности към 2030 г. в размер на 1, 99 GW и 2,72 GW към 2035 г., което предполага заложен капацитетен фактор за тези мощности от около 20,6%, което е нереалистично

БЪЛГАРСКА ВЕТРОЕНЕРГИЙНА АСОЦИАЦИЯ
+ 359 88 920 68 22
INFO@BGWEA.EU
WWW.BGWEA.EU
УЛ. ХРИСТО БЕЛЧЕВ 21, СОФИЯ 1000

занижена оценка и следва да се коригира. По изчисления на БГВЕА към 2030 г. съществуващите и новоизградените мощности биха имали среден капацитетен фактор от минимум 32%, което определя 5,58 GWh производство на година към 2030 г. За справка, в ИНПЕК са заложени количества само до 2030 г. и няма данни към 2035 г. като към 2030 г. са заложени 4 140 000 MWh от вятър на сушата, което също е по-висока стойност от тази в Плана.

С оглед на горното, БГВЕА настоява да се изясни въпросът и ясно да се посочи на каква база са определени стойностите от Таблица 4.7 Прогнозен брутен електроенергиен баланс от Плана, както и да се коригират стойностите с реалистични данни.

IX. Необходимост от ясно разграничаване на наземните и офшорните вятърни мощности в Плана

Предлагаме в целия План да бъде въведено **последователно разграничение между наземните вятърни електроцентрали и тези в морските пространства**. Въпреки че в таблица 3.3 и прогнозните мощностни баланси двете технологии са представени отделно,съгласно ИНПЕК, в други части на документа, се използва общото обозначение „ВяЕЦ“, без да е ясно кои мощности и прогнозни производствени количества се отнасят за наземната и кои за офшорната вятърна енергия. Считаме за необходимо това разграничение да бъде направено във текста, всички таблици, прогнози и сценарии и да бъде еднозначно обозначена като наземна, офшорна или обща. Това е съществено за коректната съпоставка с целите по ИНПЕК и оценката на необходимата електропреносна инфраструктура за двата вида производство.

X. Предложение за подобряване на практиката при планирането и оповестяването на ремонтите и реконструкциите в мрежа 110 kV и 220 kV

Към момента ЕСО публикува годишна ремонтна програма само за електропроводите 400 kV. За мрежата 110 kV и 220 kV, към която са присъединени повечето производители от ВЕИ, такава програма не се публикува. Производителите научават за ремонтите от предизвестието по чл. 11 от Общите условия за достъп до електропреносната мрежа на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници (Решение № ОУ-6/19.04.2013 г. на ДКЕВР) („Общите условия“), което е 3 дни (72 часа).

Този срок е технически обоснован за оперативните превключвания, но не и икономически целесъобразен, особено при ограничения за седмици или месеци. Предизвестие от едва 72 часа не позволява на производителите:

- да изготвят и съгласуват своевременно икономическите и производствените си програми;
- да планират инвестициите си и да съобразят собствените си ремонти с изключванията на мрежата;
- да изпълняват надлежно дългосрочните си договори за продажба на електрическа енергия, без да носят отговорност за неустойки и санкции.

Продължителните ограничения водят и до преждевременна амортизация на съоръженията на ФЕЦ: полезният им живот и деградацията на модулите текат независимо дали централата произвежда, а пропуснатото производство е невъзстановимо.

БЪЛГАРСКА ВЕТРОЕНЕРГИЙНА АСОЦИАЦИЯ
+ 359 88 920 68 22
INFO@BGWEA.EU
WWW.BGWEA.EU
УЛ. ХРИСТО БЕЛЧЕВ 21, СОФИЯ 1000

ЕСО е длъжен да осигурява на производителите присъединяване, достъп до мрежата и непрекъсната услуга (чл. 2, ал. 1 и чл. 5 от Правилата за условията и реда за предоставяне на достъп до електропреносната и електроразпределителните мрежи; чл. 1, ал. 1 и чл. 8, т. 2 от Общите условия). Своевременното уведомяване е и част от задълженията за прозрачност по Глава пета, Раздел шести от Правилата за управление на електроенергийната система („ПУЕЕС“).

Ето защо, при зачитане на правомощията на КЕВР предлагаме:

- ЕСО да публикува годишна ремонтна програма за всички нива на напрежение: 400 kV, 220 kV и 110 kV.
- Чрез съответни изменения на Общите условия и Правилата да се предвиди срок за уведомяване по-дълъг от 72 часа, съобразено с продължителността на ограничението – например, поне 3 месеца предварително за ограничения над 7 дни и поне 6 месеца за ограничения над 30 дни.

XI. Други въпроси за изясняване от плана

На стр. 12 от Плана в Таблица 4.1 Прогнозен брутен мощностен баланс при максимални зимни товари (за работен ден) на ЕЕС на България, MW, заложените стойности при вятъра на суша за 2030 г. са по-ниски от тези за 2026 г., въпреки големия ръст в инсталираните мощности. Какви са обстоятелствата, които налагат подобна корекция надолу от страна на ЕСО.

XII. Обобщение на искания към КЕВР преди окончателното одобряване на Плана

С оглед на изложеното, БГВЕА настоява Десетгодишният план да осигурява изпреварващо развитие на електропреносната мрежа, съобразено с националните енергийни цели и обосноваите бъдещи потребности на нейните ползватели. За тази цел е необходимо да бъде установена ясна връзка между прогнозното развитие на производството и потреблението, необходимата инфраструктура и конкретните инвестиции за нейното изграждане.

Преди окончателното одобряване на Плана предлагаме КЕВР да изиска от ЕСО ЕАД:

1. Съгласувани и реалистични сценарии за развитие на електроенергийната система, които отразяват целите по ИНПЕК, инвестиционния интерес и приноса на различните технологии за сигурността на снабдяването. Да бъде оценен алтернативен сценарий с по-балансирано развитие на вятърни, фотоволтаични мощности и съхранение, включително спрямо зимното потребление и ефективното използване на мрежата.

2. Прозрачно и равнопоставено отчитане на бъдещите инвестиционни потребности, включително на обоснованите проекти без сключени договори за присъединяване, потенциала за репауъринг и възможностите за хибридни обекти. Предоставената при консултациите информация да бъде оценена по ясни и съпоставими критерии и да получи мотивиран отговор.

3. Пълна, последователна и проверима инвестиционна програма, която посочва необходимите мрежови решения, техните приоритети, технически параметри, финансиране и съгласувани срокове. Да бъдат отстранени разминаванията между документите и изяснени обхватът, изпълнението и взаимовръзките на основните инфраструктурни програми.

4. Измерими резултати и предвидимост за ползвателите на мрежата — къде, кога и при какви условия инвестициите ще осигурят допълнителен капацитет за присъединяване и как наличната инфраструктура може да бъде използвана по-пълно, без двойно отчитане на очакваните резултати.

БЪЛГАРСКА ВЕТРОЕНЕРГИЙНА АСОЦИАЦИЯ
+ 359 88 920 68 22
INFO@BGWEA.EU
WWW.BGWEA.EU
УЛ. ХРИСТО БЕЛЧЕВ 21, СОФИЯ 1000

5. Технически обосновани прогнози и оценки, които разграничават наземните и офшорните вятърни мощности, отразяват реалистично производството и приноса им при зимни максимални товари и отчитат възможностите на съвременните вятърни централи за предоставяне на системни услуги.

6. По-голяма прозрачност при планирането на ремонтите на всички нива на напрежение и за своевременно уведомяване при продължителни ограничения, така че производителите да могат да планират дейността и договорните си ангажименти.

БГВЕА счита, че Десетгодишният план трябва да създава условия за реализиране на националните енергийни цели чрез своевременна подготовка на необходимата инфраструктура. Недостатъчното отчитане на бъдещите производствени мощности създава риск мрежовите ограничения да се превърнат в трайна пречка пред инвестициите и постигането на по-балансиран и устойчив електроенергиен микс. Затова е необходимо установените несъответствия да бъдат отстранени преди окончателното одобряване на Плана, а инвестиционните приоритети да бъдат обвързани с прозрачни прогнози, конкретни срокове и измерим принос към сигурността на снабдяването и възможностите за присъединяване. БГВЕА остава на разположение за предоставяне на допълнителна информация и експертен диалог с КЕВР и ЕСО ЕАД с цел изработване на последователен и изпълним план, който осигурява предвидимост за ползвателите на мрежата и подкрепя дългосрочното развитие на електроенергийната система.

С уважение,

Миглена Стоилова
Председател на Надзорния съвет на БГВЕА

Приложение 1

БЪЛГАРСКА ВЕТРОЕНЕРГИЙНА АСОЦИАЦИЯ
+ 359 88 920 68 22
INFO@BGWEA.EU
WWW.BGWEA.EU
УЛ. ХРИСТО БЕЛЧЕВ 21, СОФИЯ 1000

Приложение 1

1. Инвестиционна програма

Таблиците посочват въпроси за проверка от КЕВР и необходимите уточнения в окончателния План - различно наименование, липса на самостоятелен ред или различен срок

2. А Електропроводи за преминаване от 220 kV към 400 kV

Обект	Основание за проверка	Необходимо уточнение
Константиново	Докладът предвижда реконструкция на ВЛ 220 kV през 2024–2028 г. В табл. 6.1 на Плана няма самостоятелен ред за преминаването ѝ на 400 kV.	Да се посочат окончателното напрежение, свързаните подстанции и срокът за работа на 400 kV.
Волов и Коларов	В доклада е „Волов/Коларов“, 2024–2029 г.; Планът описва връзка „Царевец – Варна“ по трасетата на „Тича“ и „Коларов“, а уведомлението по ОВОС посочва „Волов“.	Да се уеднаквят имената и да се идентифицират участъците и крайният технически обхват.
Стрелец	Реконструкцията на 220 kV е за 2024–2029 г. Предвидени са и отклонение към „Образцов чифлик 2“ и участък 110 kV. Планът предвижда връзка 400 kV „Царевец – Образцов чифлик“.	Да се разграничат отделните участъци и напрежения и да се покаже общият график на бъдещата връзка.
Янтра	Докладът посочва реконструкция през 2024–2029 г. и разкъсване в „Царевец“ през 2026–2029 г. Планът използва трасето за връзката „Алеко 2 – Царевец“ на 400 kV.	Да се уточнят етапите, междинните схеми и годината на експлоатация на 400 kV.
Шипка	Реконструкцията е за 2025–2031 г., а разкъсването за „Чудомир 2“ – за 2027–2031 г. В Плана трасето участва в „Алеко 2 – Царевец“.	Да се съгласуват реконструкцията, присъединяването на подстанцията и евентуалната междинна работа на 220 kV.
Кайлъка	Докладът съдържа реконструкция през 2024–2029 г. и разкъсване в „Царевец“ през 2026–2029 г.; в табл. 6.1 няма отделна идентификация като преобразувана линия 400 kV.	Да се посочат крайното решение и връзката с развитието на „Царевец“ и района на Плевен.
Овчарица	В доклада е включена реконструкция през 2024–2028 г.; в табл. 6.1 не е отделена самостоятелна инвестиция за преминаване към 400 kV.	Да се изяснят техническият обхват, експлоатационното напрежение и измененията в крайните подстанции.
Първенец	В доклада е включена реконструкция през 2024–2028 г.; в табл. 6.1 липсва отделен ред за преобразуването на линията.	Да се уточнят крайното напрежение и зависимостите от подстанциите в направлението „Алеко – Пловдив“.

Обект	Основание за проверка	Необходимо уточнение
Дрязки	Докладът посочва реконструкция през 2024–2028 г. Обектът не е отделен в табл. 6.1.	Да се уточни
Камчия	Уведомлението по ОВОС включва линията и отклонението към „Карнобат“ с общо около 182 km. Не се установява еднозначен самостоятелен запис в разгледаните инвестиционни списъци.	Да се посочи дали и в какъв обхват се реализира, под кой идентификатор, с какъв срок и финансиране.
Хемус – Стара планина	Обектът е във втората група на GREENABLER по ИНПЕК. Уведомлението по ОВОС посочва около 109 km; не се установява еднозначен самостоятелен запис Плана и в Доклада.	Да се уточни

3. Б Подстанции и функционално свързани съоръжения

Обект	Основание за проверка	Необходимо уточнение
Мадара 2	За новата подстанция е посочен период 2025–2029 г. В табл. 6.1 разкъсването на „Отечество“ е описано в „Мадара“, а новият обект е „Мадара 2“.	Да се изясни съответствието между съществуващата и новата подстанция и кои дейности са необходими за въвеждането.
Чудомир 2	В доклада е нова 400/110 kV подстанция за 2025–2031 г., с присъединяване чрез разкъсване на „Шипка“. Не е отделена в табл. 6.1.	Да се включи еднозначно в Плана и да се съгласуват напреженията и сроковете със „Шипка“.
Твърдица 2	В доклада е нова подстанция 400/110 kV за 2026–2031 г., която не е отделена в табл. 6.1.	Да се посочат присъединителната схема и връзката с „Хемус – Стара планина“, срокът и резултатът за капацитета.
Образцов чифлик 2	Планът описва реконструкция на „Образцов чифлик“ до 400/110 kV, а докладът – нова „Образцов чифлик 2“ през 2025–2030 г.	Да се уеднаквят наименованията и обхватът и да се разграничат новите и съществуващите съоръжения.
Узунджово	Планът предвижда преминаване на 400/110 kV; докладът посочва ново ОРУ 400 kV през 2024–2030 г. и реконструкция на ветрилото през 2026–2028 г.	Да се представи пълният график за трансформацията, включително „Дан Колов“ и връзките към „Любимец 2“.

Обект	Основание за проверка	Необходимо уточнение
Алеко 2	Нова подстанция и разширение на ОРУ 110 kV през 2025–2030 г.; Планът я свързва и с бъдещите направления към „Царевец“ и ПАВЕЦ.	Да се разграничат необходимите етапи, включително разкъсването на „Родопи“, и ефектът на всеки етап. [1, стр. 21–24 и 28; 2, стр. 24]
Плевен 3	Подстанцията е за 2025–2029 г., а разкъсването на „Родина“ за присъединяването ѝ – за 2028–2031 г.	Да се уточнят междинната схема и годината на функционална готовност, както и идентичността спрямо първоначалния проектен обхват.

4. В Други инфраструктурни решения и времеви зависимости

Обект	Основание за проверка	Необходимо уточнение
Сухиндол	В раздел 6.1 е предвидена нова подстанция 400 kV; в подробния списък не се установява еднозначен обектов запис с график.	Да се посочат обхватът, схемата, финансирането и периодът на реализация.
Раковски	В Плана е предвидена нова 400/110 kV подстанция. Докладът включва реконструкция на ОРУ 110 kV през 2028–2029 г., което не удостоверява целия нов обект.	Да се уточни дали дейностите са части от един проект и къде са отразени останалите съоръжения и разходи.
Узунджово – Любимец 2 – Асеново	Планът предвижда нов пръстен 400 kV; отделните участъци не се съпоставят еднозначно с обектови срокове в подробния списък.	Да се даде график за линиите и „Любимец 2“, с година на завършване на пръстена.
Царевец – Образцов чифлик	Планът предвижда линия 400 kV по „Стрелец“, докато подробният списък я представя чрез реконструкция и отделни присъединителни дейности.	Да се свържат записите под общ идентификатор и да се посочи крайният срок за работа на 400 kV.
Варна – Образцов чифлик	Новата линия е за 2029–2035 г.; „Образцов чифлик 2“ е за 2025–2030 г.	Да се уточни
Инфраструктура за бъдещи ПАВЕЦ	Раздели 6.1 и 6.7 описват бъдещи пръстени и възлови станции за „Равногор“, „Батак“ и „Доспат“, с различна подробност на конфигурацията.	Да се уеднаквят схемите, включително възлите „Гоце Делчев“ и „Сандански“, и да се разграничат сценарий от одобрена инвестиция.

5. Г Общ обхват финансиране и измерими резултати

Направление	Основание за проверка	Необходимо уточнение
Резултат от GREENABLER	ИНПЕК посочва възможност за около 4 500 MW нови ВЕИ след 2026 г.; не е показано разпределението на този ефект по етапи и райони.	Да се посочат базовото състояние, сроковете, регионалният ефект и зависимостите между съоръженията.
Резултат от C4.I4	ИНПЕК посочва най-малко 4 500 MW за интегриране на ВЕИ и 1 200 MW допълнителен нетен междусистемен капацитет, с конкретни срокове.	Да се отчете
Технологичен обхват на CARMEN	ИНПЕК описва направления за цифровизация и оптимизация, а раздел 6.6 на Плана акцентира върху подстанции, линии и автоматизация.	Да се отчете

.